

調整力提供者における 揚水応札拡大方策について

2024年6月26日

需給調整市場検討小委員会 事務局
調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 事務局

- 需給調整市場において、2024年度から新たに一次・二次①・二次②の取引が開始され、優れた調整能力を持つ揚水発電についても応札が期待されるところ。
- 他方、需給調整市場では揚水発電による応札は少なく、高速商品である一次・二次①に対する応札は特に少ない状況となっており、調整力提供者ヒアリングならびにアンケートでは、揚水発電特有の理由により、応札を控えているといったご意見も頂いていたところ。
- これらの状況を踏まえて、第47回本小委員会（2024年5月15日）において、揚水発電による応札について課題の深堀り（問題構造の分析）を実施し、考えられる対応の方向性、ならびに対応について検討を進めることとした。
- 今回、調整力提供者に揚水発電の応札を促すにあたり、早期かつ期間限定でどのような対応が取れるか、検討したため、ご議論いただきたい。

■ 今後早急に、国とも連携（役割分担）しながら、各種対応策の検討について、対応の方を進めていく。

対応策の基本的考え方③

- 前頁で取り上げた各対応例に伴い想定されうる効果・懸念点は以下の通り（それぞれについて、適切な場で今後詳細な検討が必要となる）。

		対応所要期間	想定されうる効果	懸念点
募集量の削減	A. 調達募集量の見直し	短 取引規程改定等は不要	・ 調達量を何らかの水準を以て削減することで、直接的に調整力の調達未達を防止	・ 対象商品や適切な削減水準について十分に検討する必要がある
	B. 揚水発電の公募調達実施		・ 現行の需給調整市場の取引規程を変えずに、揚水リソースの公募調達により、一定程度需給調整市場の募集量を削減できるか	・ 公募は直近2024年3月に沖縄エリアを除き終了しており、その整理と逆行する動き ・ 公募要件や実効性等について精査要
応札量の増加(誘導的)	C. (余力活用比で魅力ある) 価格規律の見直し	中～長	・ 支配的事業者による応札をより促すこととなり、供出量が増加	・ 需給調整市場における調達コスト増加に直結するため、需給調整市場での調達意義を損なわない範囲での調整が必要 ・ 効果の顕在化に時間を要する
	D. 一次・二次①に関する並列必須要件の見直し		・ 揚水発電事業者にとって、一次・二次①に対する供出がしやすくなり、当該商品の供出増加に貢献	・ 並列必須要件の存在意義に十分着目し、対応の可否、実効性についての十分な検証が必要 ・ 効果の顕在化に時間を要する
応札量の増加(規制的)	E. 需給調整市場における制度的な供出義務化	〔 慎重な検討が必要 〕	・ 需給調整市場に対する出し惜しみがなく、一定の規律の下市場供出量が増加 ・ 高単価応札が自ずと市場から押し出されることとなる	・ リソースにとっては個別事情で供出不可な場合もあり、義務化の線引きをどのようにするか検討が必要 ・ 義務に見合った確実な費用回収と収益の確保体制に関する検討が必要
価格面の対応	F. 三次②上限価格設定		・ 高単価応札を市場から押し出すことが可能。調達価格の高騰防止に寄与	・ 設定価格次第では非支配的事業者の新規リソースを中心に退出事業者が存在。

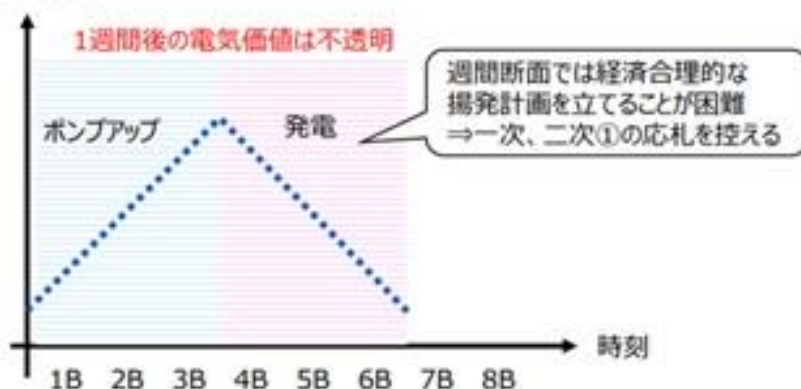
A. 調達募集量の見直しの具体案
【a】週間・前日断面で算定される必要量に対して一定の割合を乗じることで募集量を圧縮
【b】余力活用契約による調整力確保見込み量を踏まえて募集量を設定
【c】三次②についても、調達量を3σ→1σ相当に減らし、不足分は余力活用契約により確保

ヒアリング結果：No.1 一次、二次①の並列必須要件について

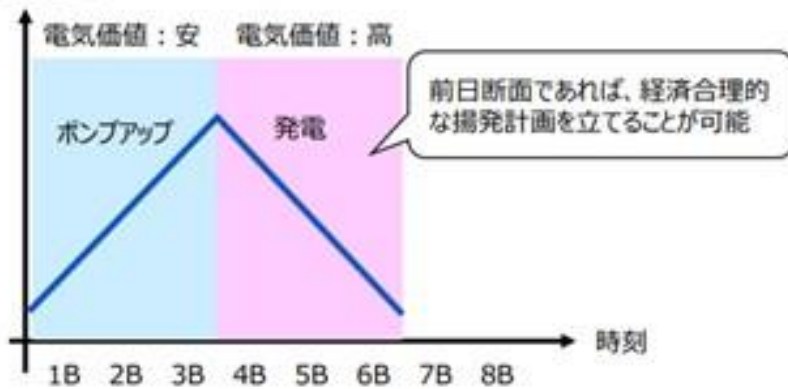
11

- 週間商品のうち一次・二次①については時間内変動に対応するため、商品要件として電源の並列を必須としている。
- ここで、揚水発電所等が一次・二次①に約定した場合を考えると、約定ブロックにおいては最低出力等で運転（並列）したうえで、調整力指令に応じる運用を求められることとなる。
- 揚水発電所等は火力等の電源と比較すると上池容量（燃料タンク相当）が小さく、また最低出力が50%程度と火力等より高いため、これらの運用制約により多数のブロックへの応札は難しい。
- また、揚水発電所等の経済的運用は、電気の価値が安い断面でポンプアップし、電気の価値が高い断面で発電することである一方、1週間先の電気の価値は不透明であることから、週間商品である一次・二次①に約定した場合の運用制約（1週間後の約定ブロックで並列運転を求められる）を踏まえると、最経済運用が難しくなる虞がある。
- 上述の理由より、揚水発電所等については、並列必須要件のある週間商品の一次・二次①への応札を抑えることになるといったご意見をいただいた。
- なお、2026年度には週間商品の前日取引化を予定しており、こうした状況は一定程度軽減するとも考えられる。

上池水位 【週間断面】



上池水位 【前日断面】



(3) 応札障壁 (会員A・B) の分析・分類について (1 / 2)

58

- 会員A・Bから受領した(3) 応札障壁に係るアンケートを合成した結果は下図のとおり。
- 前述の基本的な考え方を踏まえると、より効果的な応札不足対応を実施する観点から、応札障壁に紐づく調整力供出ポテンシャル(影響度)の高い応札障壁から順に深掘り検討を進めることが基本と考えられるところ。
- 他方、応札障壁が相応にあることを踏まえ、まずは、応札不足対応の効果を見込める蓋然性が高いと考えられる「5,000MW/日以上調整力供出ポテンシャルを持つ応札障壁」に注力して検討を進めることとしてはどうか。



論点整理 [共通](1/2)		赤字：前回議論結果 青字：検討再開条件		14
課題	これまでの整理事項	小委における論点	小委での議論における方向性	
7-1 2024年度の 応札不足への 対応	✓ 新規	✓ 取引実態等を踏まえた対応 ✓ アンケート・ヒアリング等を踏まえた対応		
7-2 緊急時（電源 脱落）対応の 調整力確保方 法	✓ 再エネ余剰時はポン プに持ち替えたうえで ΔkW 約定リソースを 停止	✓ 商品要件 ✓ システム対応		
7-3 低コスト方式の 専用線の拡大 可否	✓ 10MW未満かつ上 位2電圧以外は電 柱方式可	✓ 電柱方式の拡大		

1. 揚水応札に関する課題と対応の方向性（振り返り）
2. 対応策の論点
 - － 1. 対応策①に関する論点
 - － 2. 対応策②に関する論点
 - － 3. 対応策全体に関する論点
3. 調整力提供者（揚水発電）へのヒアリング結果
4. まとめ

1. 揚水応札に関する課題と対応の方向性（振り返り）
2. 対応策の論点
 - － 1. 対応策①に関する論点
 - － 2. 対応策②に関する論点
 - － 3. 対応策全体に関する論点
3. 調整力提供者（揚水発電）へのヒアリング結果
4. まとめ

- 第47回本小委員会において、揚水に関する課題の深掘り（問題構造分析）を実施し、BGが応札できない理由として、大きく2つの課題があるとしていたところ。
 - 課題①：ΔkWのためのポンプアップ原資をどのように確保するか（確保手段が限られると、リスクと捉え、応札量を減少させる）
 - 課題②：並列必須なΔkW（一次・二次①）に応札した場合、揚水最低出力の並列ならびに電源態勢の持替えが発生
- このうち課題②については、一次、二次①の並列要件有無が課題なのではなく、週間断面では系統並列時の電源態勢の持替えが確約できないため、**アセスメント違反や計画不一致リスクを背負ってまで応札できないというのが週間断面で一次、二次①を応札できない本当の課題**であると分析したところ。

課題①（ポンプアップ原資）に対する対応の方向性 34

- 課題①に関係するヒアリング意見として「No.5:調整力発動に係るリスク回避」ということで、ポンプ計画を策定した後の当日12時〜24時まで、前日以前に約定したΔkW、あるいは余力活用分が発動されるかは不明であることから、水位上限を超えない範囲での需給調整市場への応札とする（応札量を減少させる）といったご意見をいただいた。
- 一方、調整力は必ず全量発動する訳ではない（使用率的には発動しない場合の方が多い）ことから、あらかじめのポンプ計画としては適量（少なめ）調達としておき、仮に想定以上に発動した際には、自社火力（パターンⅠ）や、時間前市場（パターンⅡ・Ⅲ）で充当すれば、対応自体（それに伴うΔkW応札）は可能になると考えられる。
- この点、事業者においても約定量や発動量の状況を踏まえながら、習熟度向上させていくことが重要※ではないか。

※ この他、資料3でも記載の通り、「金銭等調整」の検討も重要になると考えられる。

【ヒアリングでの意見】
調整力（ΔkW）発動が少なければ、水位上限を超える可能性があるため、ΔkW応札量を減少（またはゼロ）

【対応の方向性】
過去の使用率等を考慮したポンプ計画策定の上、ΔkW応札し想定以上に発動した際は、自社火力や時間前市場で別途充当

課題②（電源態勢持替え）に対する対応の方向性（1 / 2） 35

- 課題②に関係するヒアリング意見として「No.1:一次、二次①の並列必須要件」ということで、約定ブロックにおいては最低出力（50%程度）等で運転（並列）したうえで、調整力指令に応じる運用を求められるため、経済的運用を考えると、並列必須要件のある週間商品の一次・二次①への応札を控えることとなるといったご意見をいただいた。
- 他方、一次、二次①は時間内変動（あるいは瞬時の電源脱落）対応の調整力であり、技術的には約定時間帯において、系統並列しておくことは必須となる。
- 言い換えると、本課題は一次、二次①の並列要件有無が課題なのではなく※1、週間断面では系統並列時の電源態勢の持替えが確約できない※2ため、**アセスメント違反や計画不一致のリスクを背負ってまで応札できないというのが本当の課題**であると考えられる（そのため、自社火力等で持替え可能なパターンⅠは比較対応が容易）。

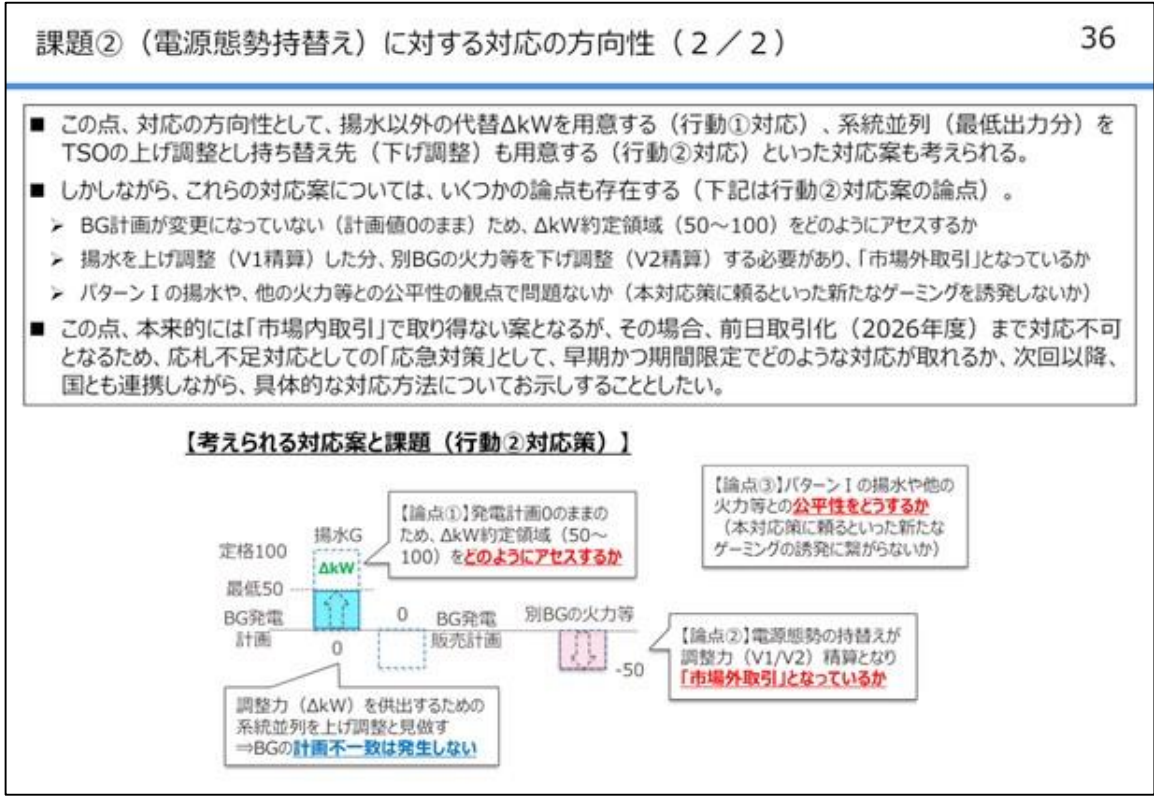
※1 仮に、並列要件を緩和したとしても、TSO指令等により約定時間帯の前には、必ず並列する必要があるため。
※2 この点、過去（〜2023年度）の揚水TSO運用においても、狙った時間帯に確保していた訳ではなく、供給力（kWh）の確保（あるいは経済差益）を目的とした揚水（発電・ポンプ）スケジュール上、系統並列している時間帯のみ期待できていたのが実態。

【週間断面】
定格100 揚水G ΔkW 最低50 BG発電 計画(予定) 50 50 BG発電 販売計画(予定)
週間断面では、揚水スケジュールとして、最低出力発電（販売先確保）の上、調整力（ΔkW）を供出する予定

【前日断面の行動①】
定格100 揚水G ΔkW 最低50 BG発電 計画 0 0 BG発電 販売計画
前日断面になり、揚水発電も販売もしないスケジュールに変更
⇒そのままでは、調整力（ΔkW）供出できず**アセスメント違反**

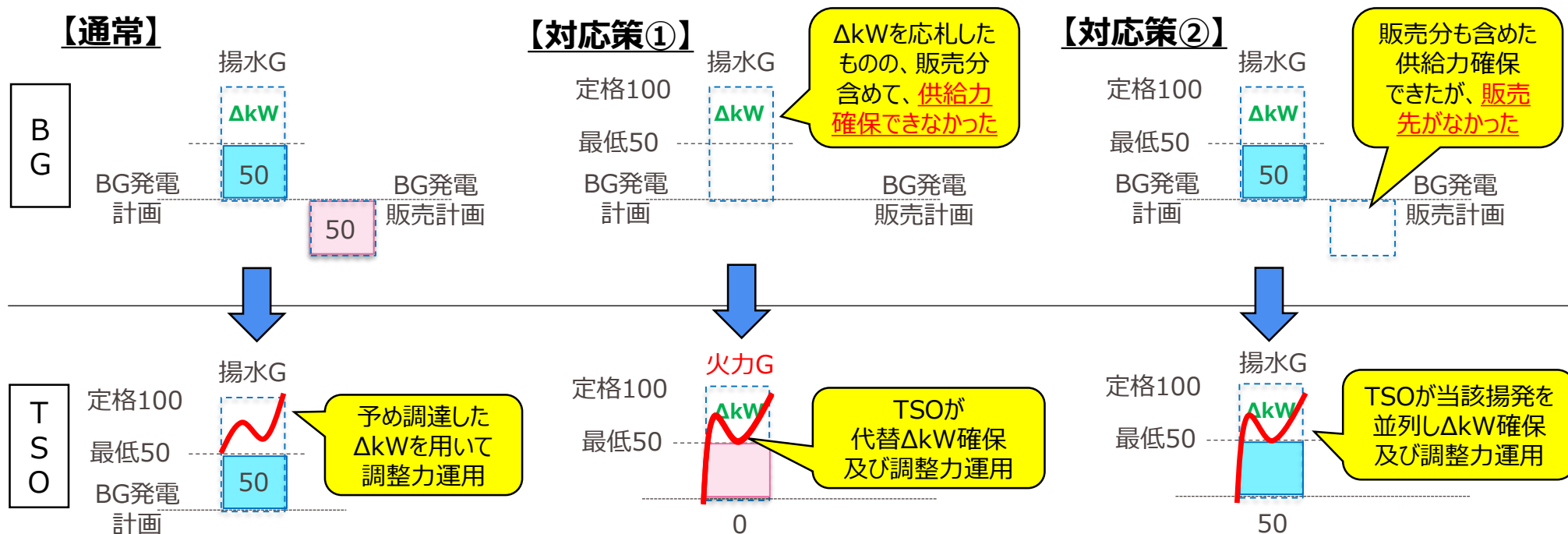
【前日断面の行動②】
定格100 揚水G ΔkW 最低50 BG発電 計画 50 0 BG発電 販売計画
調整力（ΔkW）を供出するべく、揚水のみ系統並列（計画変更）
⇒販売先がなく、**計画不一致**

- これら週間断面で一次、二次①を応札できない本当の課題に対し、考えられる対応の方向性として、以下を提示。
 - 対応策①：TSOが、余力活用電源で代替 ΔkW を用意する
 - 対応策②：TSOが、最低出力分を系統並列（上げ調整）し、持ち替え先も用意（下げ調整）する
- 一方、こうした対応策の実現にあたっては、具体的な実務（アセスメント・ペナルティ）や電源態勢の構築等について整理する必要があり、前日取引化（2026年度）で一定程度は緩和されることを踏まえると、早期かつ期間限定の対応として何ができるか、国とも連携しながら、具体的な対応方法について示すこととしていた。



1. 揚水応札に関する課題と対応の方向性（振り返り）
2. 対応策の論点
 - － 1. 対応策①に関する論点
 - － 2. 対応策②に関する論点
 - － 3. 対応策全体に関する論点
3. 調整力提供者（揚水発電）へのヒアリング結果
4. まとめ

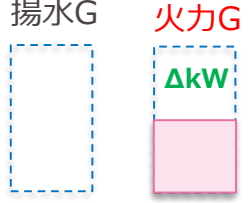
- 通常、調整力供出にあたり並列が必要な（一次、二次①を供出する）場合には、調整力提供者は最低出力等の供給力を小売BGに販売かつ実需給時に系統並列をした上で、余力を ΔkW としてTSOに提供する。
- 対応策①については、調整力提供者が最低出力等の供給力を準備できなかった場合に、TSOが余力活用電源で代替 ΔkW を確保すること（TSOポンプアップによる供給力確保含む）によって、調整力必要量を充足させるもの。
- 対応策②については、調整力提供者が最低出力等の供給力を準備できたものの、運用できる状態（並列状態）にできなかった場合、TSOが余力活用契約に基づき揚水発電を並列し調整力必要量を充足させるもの。
- 以降の頁で、それぞれの対応策の論点ならびに実現方法について検討した。



1. 揚水応札に関する課題と対応の方向性（振り返り）
2. 対応策の論点
 - － 1. 対応策①に関する論点
 - － 2. 対応策②に関する論点
 - － 3. 対応策全体に関する論点
3. 調整力提供者（揚水発電）へのヒアリング結果
4. まとめ

- 対応策①に関する全体のスケジュールは以下のとおり。
- 調整力提供者（揚水発電）は、需給調整市場に ΔkW を入札するとともに、卸電力市場や相対取引等を活用し、最低出力等の供給力（ ΔkW 発動分を含む）を確保することとなる。
- 他方、対応策①では、調整力提供者（揚水発電）がその供給力が確保できなかった場合に、TSOが代替 ΔkW を確保すること（TSOポンプアップによる供給力確保含む）で、実需給における調整力運用を実施することとなる。
- そのため、以下の論点について検討を行った。
 - 【論点①－１】調整力提供者（揚水発電）がいつ通知するか（TSOがいつから ΔkW を確保できるか）
 - 【論点①－２】 ΔkW を供出できない揚水のアセスメントと精算をどのように実施するか

【対応策①の全体スケジュール】

週間（火曜） 需給調整市場	前日10時 スポット市場	前日14時 需給調整市場	前日17時以降 時間前市場	GC～ 実需給	実需給後
					
揚水発電による ΔkW の入札 （一次～三次①）	揚水発電にのつての 供給力確保機会	揚水発電による ΔkW の入札 （三次②）	揚水発電にのつての 供給力確保機会	GCまでにTSOが 代替 ΔkW を確保	アセスメントならびに ΔkW の精算

【論点①－１】
調整力提供者（揚水発電）がいつ通知するか
（TSOがいつから ΔkW を確保できるか）

【論点①－２】
 ΔkW を供出できない揚水のアセス
メントと精算をどのように実施するか

- 対応策①の通知タイミングをいつにするのかについては、揚水発電の ΔkW 供出不可がいつ判明するか、言い換えるといつ調整力提供者が供給力を確保できなかったと判断するかという点と、通知されたTSOが何時であれば代替 ΔkW 確保が可能かという点の二つを検討する必要がある。
- 前者については、供給力確保自体は前日17時以降の時間前市場でも可能であるものの、実態として供給力取引の大宗はスポット市場であること、ならびに前日12時に前日BG計画が提出されることを踏まえると、前日12時には（あるいはそれまでに）調整力提供者が供給力を確保できないと判断する蓋然性が高まっていると考えられる。
- また、後者については、TSOによる ΔkW の代替確保、すなわち余力活用による調整力確保のスキームは、基本的に15時からの実施としていることを踏まえると、それまでの時間帯に通知されることが望ましい。
- 以上を踏まえると、一次、二次①が含まれる落札済週間商品について、調整力提供者（揚水発電）が供出不可と判断した場合、前日12時～15時までに、その旨をTSOに通知することとしてはどうか。

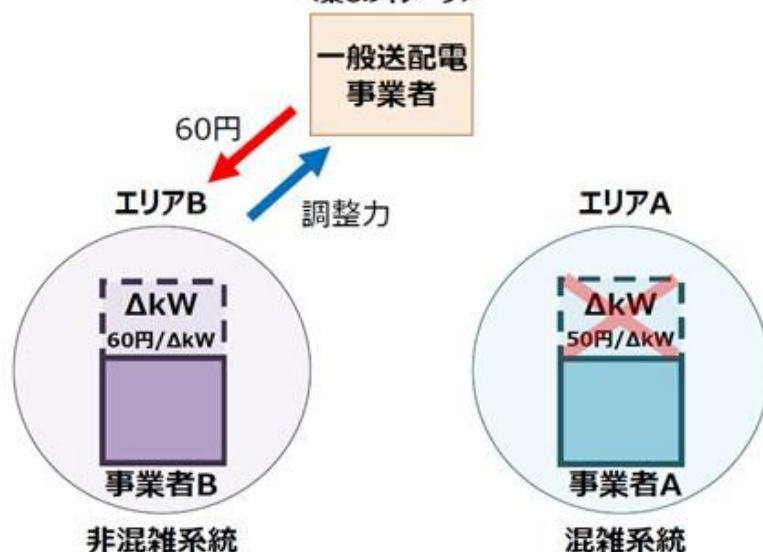
- 通常、 ΔkW 供出できない状況にある電源に対しては、アセスメントⅠによりリクワイアメント未達成となり、ペナルティ（1.5倍）が課されることとなる（調整力提供者は、総額として ΔkW 落札価格 $\times 0.5$ の支払いとなる）。
- この点、対応策①の考え方（前提）として、 ΔkW 供出ができない状況でもよい（それを対応策として許容する）としていることを踏まえると、ペナルティを課さないことも考えられる。
- 一方で、TSOが代替 ΔkW を確保するために要する費用と ΔkW 供出できない揚水発電に ΔkW 費用を支払うことは、 ΔkW 費用の二重払いとなり、託送費用増大ひいては社会コスト増大に繋がる。
- これらについては、類似事例として、系統混雑に伴う代替 ΔkW 確保（系統混雑により約定した ΔkW 供出できず、TSOが代替 ΔkW 確保）というスキームがあり、その費用負担については、「約定 ΔkW 費用は特定負担（ ΔkW 費用の支払いなし）、代替 ΔkW 費用は一般負担」と整理されている。
- 上記を踏まえ、 ΔkW 供出できない揚水（対応策①）においても、調整力提供者（揚水発電）に ΔkW 費用を支払わないこと（ペナルティ1倍と同義）としてはどうか（また、代替 ΔkW 費用は一般負担）。
- また、調整力提供者（揚水発電）から通知があった時に ΔkW 費用を支払わないことが確定することを踏まえると、アセスメントについては実施しない整理としても、特段の問題は生じないと考えられる。

- 需給調整市場において、系統混雑影響により約定した ΔkW 価値が発揮できず、代わりとなる調整力（代替 ΔkW ）を確保する必要がある可能性がある。
- この対応（費用負担）としては、約定 ΔkW 費用は特定負担とし、代替 ΔkW 費用は一般負担とすることが、過去の審議会において整理されている。

対応案Cについて

- 案Cについては、混雑系統に属する事業者Aは、代替 ΔkW の費用を負担する必要はないものの、約定 ΔkW の費用は受け取れないため、ある程度立地誘導インセンティブは働くと考えられる。
- 約定費用が受領できないため、案Bより発電事業者の売入札インセンティブは低いものの、差額負担が発生する案Aより高いと考えられる。
- 社会費用は、代替 ΔkW の価値が反映されることとなる。

<案Cのイメージ>



<各論点への対応方針>

① 代替 ΔkW 確保主体	一般送配電事業者
② 約定 ΔkW の費用	支払わない (特定負担)
③ 代替 ΔkW の費用負担	一般送配電事業者 (一般負担)

<各事業者の費用負担>

	一般送配電事業者	事業者A	事業者B
約定 ΔkW	0円	0円	—
代替 ΔkW	▲60円	0円	60円
合計	▲60円	0円	60円

1. 揚水応札に関する課題と対応の方向性（振り返り）
2. 対応策の論点
 - － 1. 対応策①に関する論点
 - － 2. 対応策②に関する論点
 - － 3. 対応策全体に関する論点
3. 調整力提供者（揚水発電）へのヒアリング結果
4. まとめ

- 対応策②に関する全体のスケジュールは以下のとおり。
- 調整力提供者（揚水発電）は、需給調整市場に ΔkW を入札するとともに、卸電力市場や相対取引等を活用し、最低出力等の供給力（ ΔkW 発動分を含む）を確保し、最低出力等の供給力を販売することとなる。
- 他方、対応策②では、その供給力の販売ができなかった（BG計画、系統並列できなかった）場合には、TSOが調整力指令により系統並列することで、実需給における調整力運用を実施することとなる。
- そのため、以下の論点について検討を行った。
 - 【論点②－１】調整力指令による系統並列に伴う ΔkW 費用の扱いをどうするか
 - 【論点②－２】調整力指令で系統並列した揚水のアセスメントと精算をどのように実施するか

【対応策②の全体スケジュール】

週間（火曜） 需給調整市場	前日10時 スポット市場	前日14時 需給調整市場	前日17時以降 時間前市場	GC～ 実需給	実需給後
揚水G 定格100 ΔkW 最低50	揚水G 定格100 ΔkW 最低50 50	揚水G 定格100 ΔkW 最低50	揚水G 定格100 ΔkW 最低50 50	揚水G ΔkW 50 販売	揚水G ΔkW アセスメント範囲
揚水発電による ΔkW の入札 （一次～三次①）	揚水発電に よる供給力確保 機会	揚水発電による ΔkW の入札 （三次②）	揚水発電に よる供給力確保 機会	TSOが調整力 指令により系統 並列する	アセスメント ならびに ΔkW の精算

【論点②－１】
系統並列に伴う ΔkW
費用の扱いをどうするか

【論点②－２】
揚水のアセスメントと精算を
どのように実施するか

- 対応策②については、TSOが最低出力分を系統並列（上げ調整）し、持ち替え先も用意（下げ調整）することで、費用（V1/V2の値差）が発生し、このうちV1費用については調整力提供者（揚水発電）に支払われる。
- この点、そもそも対応策②に至る状況（販売先がない状況）がどのようなケースで生じるかを考えると、週間断面で想定していた市場価格と実際の市場価格にズレが生じた際に、最低出力分が不落となった場合等※が考えられる。
- 上記のように、調整力提供者（揚水発電）として販売先確保のため努力したと考えられること、ならびに上げ調整であっても、水（≒燃料）を消費した上でΔkW供出を行っている（価値を発揮している）ことを踏まえると、対応策②においては、調整力提供者（揚水発電）に対してΔkW費用を支払うこととしてはどうか。

※ 市場価格のズレに伴い、他の時間帯の方が経済的になった（バランスを変更した）ケースは、そもそも最低出力等の供給力を準備できなかった場合であり、対応策①に該当する。

【週間需給調整市場応札時点】



限界費用：10円/kWh
市場価格想定：11円/kWh
⇒差分を逸失利益としてΔkWに応札
ΔkW応札：1円/kWh

【前日スポット市場応札時点】



限界費用：10円/kWh
市場価格：9円/kWh
⇒スポット市場に応札するも
不落になり**販売先なし**

【実需給】

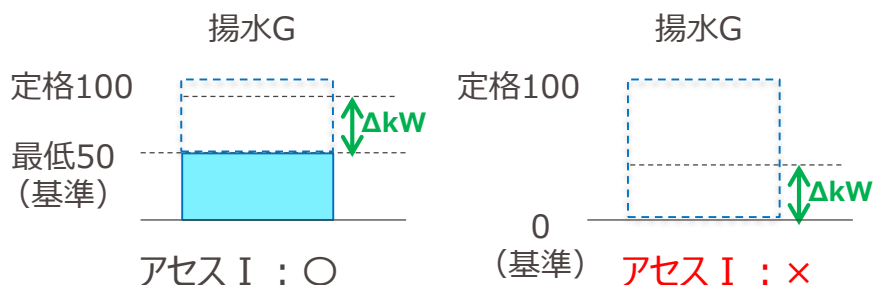


V1単価：11円/kWh
⇒最低出力分を調整力指令で
上げ調整し事後精算

- 一次・二次①として約定した電源は並列必須要件があるため、アセスメントⅠにおいては、余力が ΔkW 約定量を上回っていることだけでなく、最低出力以上の発電計画となっていることも合わせて確認している。また、アセスメントⅡにおいては、発電計画を基準に ΔkW 約定範囲内の応動確認を行っている。
- 対応策②を行った場合、発電計画自体はゼロであることから、そのままでは、アセスメントⅠにおいては不適合となり、また、アセスメントⅡにおいては、適切な範囲での応動確認ができない課題が生じる。
- この点、 ΔkW 費用を支払っていることを踏まえると、本来的には適切にアセスメントを行うことが望ましいものの、それを可能とするシステム対応（基準値を変更したアセスメント等）には相当（数年単位）の時間を要することから、今回の対応策が早期かつ期間限定であることに鑑み、アセスメントⅠ・Ⅱ共に実質的なアセスメントフリーを許容することとしてはどうか。

※ また、対応策②については、TSOのシステム対応の都合上、属地TSOと一次調整力相当以外の調整力機能で余力活用契約を締結していることが必要。

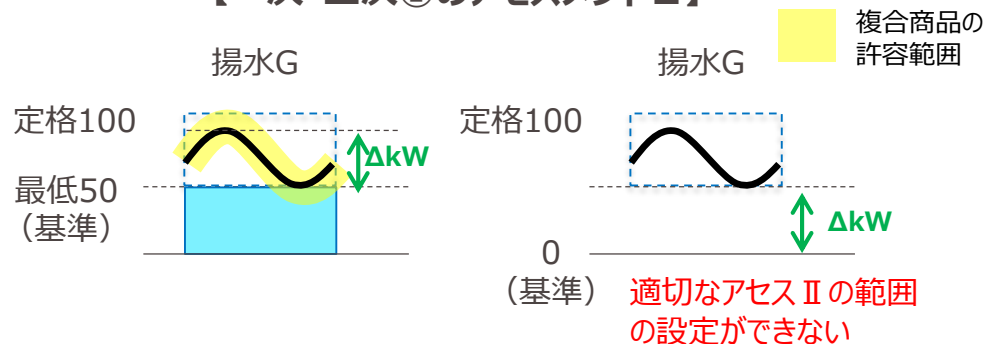
【一次・二次①のアセスメントⅠ】



並列必須要件のある商品は、最低出力未滿の計画の場合、アセスメントⅠ違反と判定する。

⇒対応策②においては、アセスメントフリーとする

【一次・二次①のアセスメントⅡ】

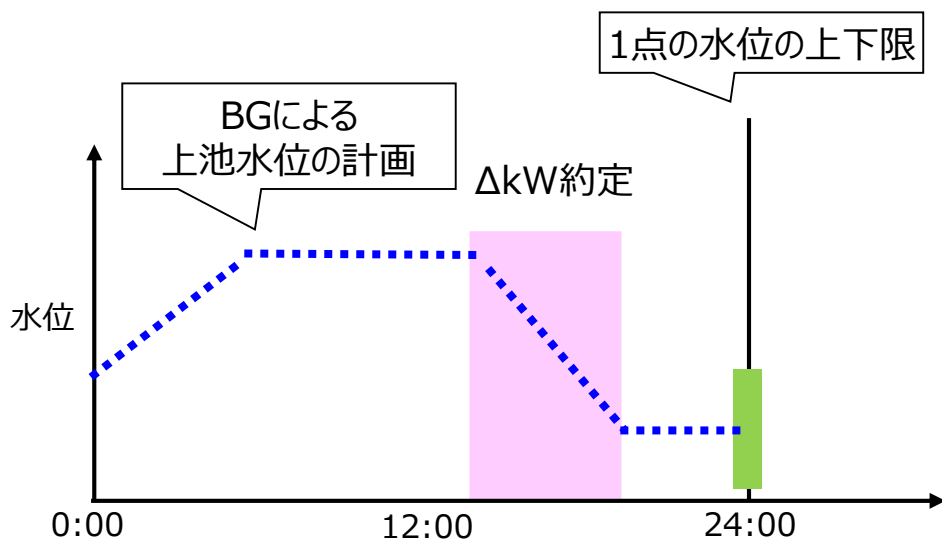


余力活用契約により他の機能を使用する場合は、複合商品としてアセスメントを実施するものの、計画がゼロの場合、適切なアセスメント範囲にならない

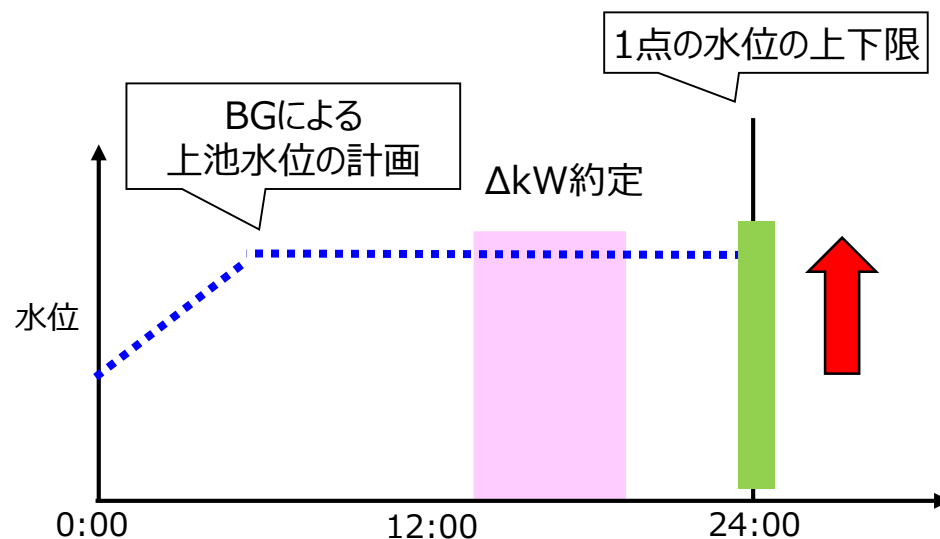
⇒対応策②においては、アセスメントフリーとする

- BGは、 ΔkW 約定分や余力活用の範囲を考慮した水位の上下限を、1日1点等でTSOに通知している。
- 対応策②においては、TSOが並列したうえで調整力として活用することから、最低出力等までの供給力も活用する、言い換えると水位を下げる運用を行う。
- そのため、調整力提供者は、販売先が見つからず対応策②とする場合には、水位の上下限幅も広げる必要がある。

【販売先がある場合】



【販売先がない場合（対応策②）】



1. 揚水応札に関する課題と対応の方向性（振り返り）
2. 対応策の論点
 - － 1. 対応策①に関する論点
 - － 2. 対応策②に関する論点
 - － 3. 対応策全体に関する論点
3. 調整力提供者（揚水発電）へのヒアリング結果
4. まとめ

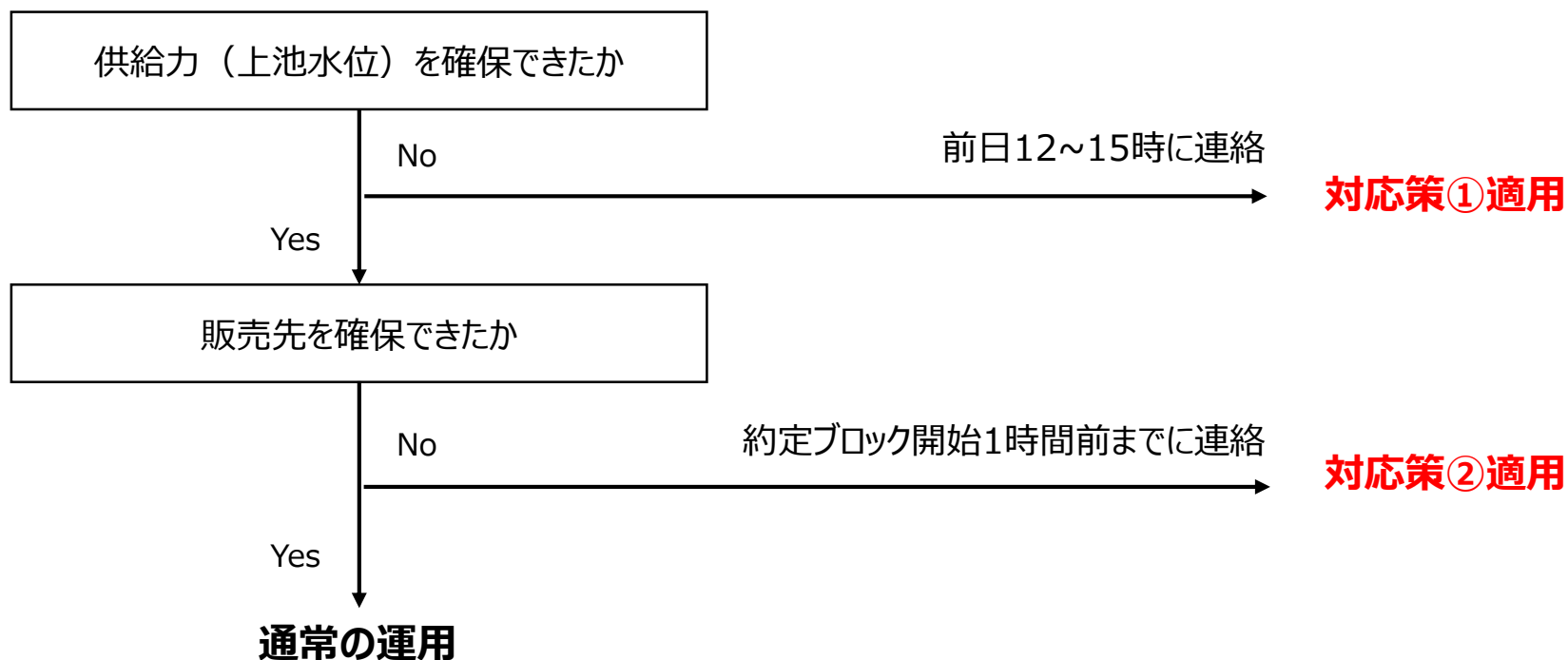
- 前述の対応策①・②については、調整力提供者（揚水発電）に対し、新たな義務を課すものではなく、応札リスク軽減に資する新たな選択肢を与えているものであることに留意。
- これらは取引規程外の対応であるため、調整力提供者と一般送配電事業者間で締結している揚水発電に関する申合書等（取引規程に定めのない細目的事項について記載）の改定により、詳細※を定めた上で開始する必要。
- その上で、こういったケースがそれぞれの対応策に該当するのか（一例）については、下表のとおり。

※ 例えば、具体的な業務フローや、不適切行為に関する取扱い等について定めることが考えられるか。

ケース（下記は一例）	適用される対応
ポンプ原資調達および発電（最低出力分）の販売がスポット市場で約定できた場合	通常の運用
スポット入札前に、ポンプ原資調達および発電（最低出力分）の販売がスポット市場で約定される可能性が低いと考え、入札しなかった場合（約定に伴う不経済を避けたい場合含む）	対応策①
供給力（上池水位）は確保できているものの、別時間帯で発電するほうが経済的と判断し、ΔkW約定時間帯での発電（最低出力分）販売分のスポット入札を行わなかった場合	対応策①
混合揚水等において、週間の天候予測（河川流入量）が外れ、前日段階において、ΔkW約定時間帯での発電（最低出力分）実施が難しいと判断した場合	対応策①
スポット市場等でポンプ原資は調達できたものの、発電（最低出力分）の販売分について約定しなかった（できなかった）場合	対応策②

- また、対応策①と対応策②の関係性（適用フロー）についても検討を行った。
- 前述のとおり、新たな選択肢として、調整力提供者（揚水発電）自身の状況（判断）に応じて、対応策①・②を使い分けることになると考えられるため、適用フローとしては、調整力提供者（揚水発電）が、通知タイミングにおいてTSOに連絡する際に、対応策①か対応策②かを伝えることによって、両者を使い分けることとしてはどうか。

【揚水発電における対応策①・②の適用フロー】



- 本対応策は、優れた調整能力を持つ揚水発電において、一次・二次①が応札しづらいといった課題に対する内容であることから、適用対象商品については、一次、二次①の単独商品ならびに一次、二次①が含まれる複合商品への応札時に限定※することが妥当と考えられる。
- 一方で、適用対象リソースという観点では、本対応策は技術的に揚水発電にしか適用できない内容ではないため、他の火力や蓄電リソースに対して適用するかは論点となり得る。
- また、本対応策は、早期に調整力提供者（揚水発電）の応札を促すための施策である一方、将来的に応札不足が解消（緩和）されたタイミングにおいても継続するかも論点となり得る。（例えば、前日取引化（2026年度）の時点で取り止め、あるいは応札不足が解消（緩和）されたと判断できた時点で取り止め等が考えられる）
- この点、足元の重篤な応札不足の状況も踏まえた、総合的な判断が必要とも考えられるため、引き続き、国において本対応策の適用対象や適用時期について整理いただくよう連携することとしてはどうか。

※ また、対応策②については、TSOのシステム対応の都合上、属地TSOと一次調整力相当以外の調整力機能で余力活用契約を締結していることが必要。

1. 揚水応札に関する課題と対応の方向性（振り返り）
2. 対応策の論点
 - － 1. 対応策①に関する論点
 - － 2. 対応策②に関する論点
 - － 3. 対応策全体に関する論点
3. 調整力提供者（揚水発電）へのヒアリング結果
4. まとめ

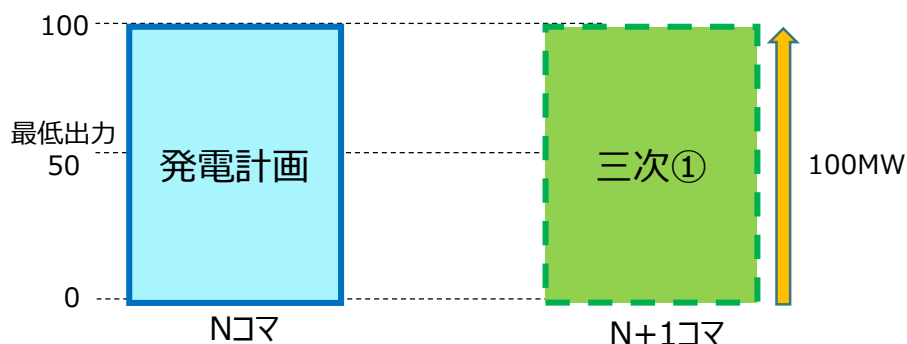
- 今回の対応策①・②を導入する効果について、一部の揚水発電を有する調整力提供者にヒアリングを行ったところ、リスクが低減されることに伴う、応札量増加は見込める（応札はしやすくなる）といったご意見をいただいた。
- 他方で、一次・二次①を含めた複合約定とする場合、 Δ kW入札価格の算定が煩雑になる※のに対して、価格規律に差がないため、応札するインセンティブが少ないといったご意見もいただいた。
- これらに関しては、誘導的措置や規制的措置含めて、今後検討を深めることも重要と考えられる。

※ 並列状態にしておくことによる最低出力分の考慮が必要となるため。

ヒアリング意見
ポンプ原資が確保できないリスクを考慮して応札を控えているところもあるため、応札の増加が見込める場合もある。
三次①の応札を行っているが、価格競争力がないブロックにおいては三次①が約定しないこともあるため、そういう場合は（今回の対応策で一次・二次応札のリスクが低減しているため）、三次①の応札量を減らして高速商品に応札する選択肢もできる。
三次①と一次・二次①との複合で応札する場合は、三次①のみを応札する場合と比較して、最低出力の分だけ応札量が減ることにより、金銭的メリットが減ってしまう。
現在、三次①や二次②を中心に応札しているが、一次・二次①を含めた複合約定とする場合、 Δ kW入札価格の算定が煩雑になる※のに対して、価格規律に差がないため、応札するインセンティブが少ない。
ツールの改修が必要なため、応札開始までは数か月程度かかる見込み。
前日のスケジュールがかなりタイトなため、対応策①での判断および通知に対応できるかは検討が必要。

- 同一リソースで、三次①のみ入札した場合と、三次①と一次・二次①を複合入札した場合の比較は下記のとおり。
- 複合入札とすることで、最低出力分だけ一定額 ($0.33\text{円/kW} \cdot 30\text{分} = 0.66\text{円/kWh}$) による金銭的メリットが減少するという意見もあったが、kWh取引も含めて収支を考えると、金銭的メリットは同じであるとも考えられる。
- 他方で、複合入札とするインセンティブは調整力提供者側には少ない（右のケースにおいて、単一商品に入札しても収支は変わらない）ため、別途、誘導的措置や規制措置も含めて、今後検討を深めることが重要と考えられる。

【三次①のみ入札する場合】



市場価格想定12円
限界費用10円

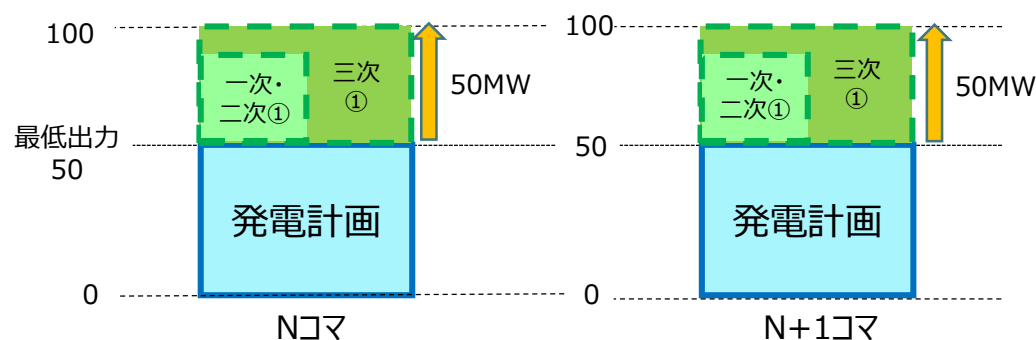
市場価格想定11円
限界費用10円

全量卸市場に入札
kWh 100kW
 Δ kW 0kW
kWh収入
 $100 \times (12 - 10) = 200\text{円}$
 Δ kW収入
0円
合計 200円

全量 Δ kWに入札
kWh 0kW
 Δ kW 100kW
kWh収入
0円
 Δ kW収入 ※逸失利益 + 一定額
 $100\text{円}(11 - 10) + 100 \times 0.66\text{円} = 166\text{円}$
合計166円

⇒2コマ合計 : 366円

【三次①と一次・二次①の複合入札とする場合】



市場価格想定12円
限界費用10円

市場価格想定11円
限界費用10円

最低出力以上を Δ kWに入札
kWh 50kW
 Δ kW 50kW
kWh収入
 $50 \times (12 - 10) = 100\text{円}$
 Δ kW収入 ※逸失利益 + 一定額
 $50 \times (12 - 10)^* + 50 \times 0.66 = 133\text{円}$
合計233円

最低出力以上を Δ kWに入札
kWh 50kW
 Δ kW 50kW
kWh収入
 $50 \times (11 - 10) = 50\text{円}$
 Δ kW収入 ※逸失利益 + 一定額
 $50 \times (11 - 10)^* + 50 \times 0.66 = 83\text{円}$
合計133円

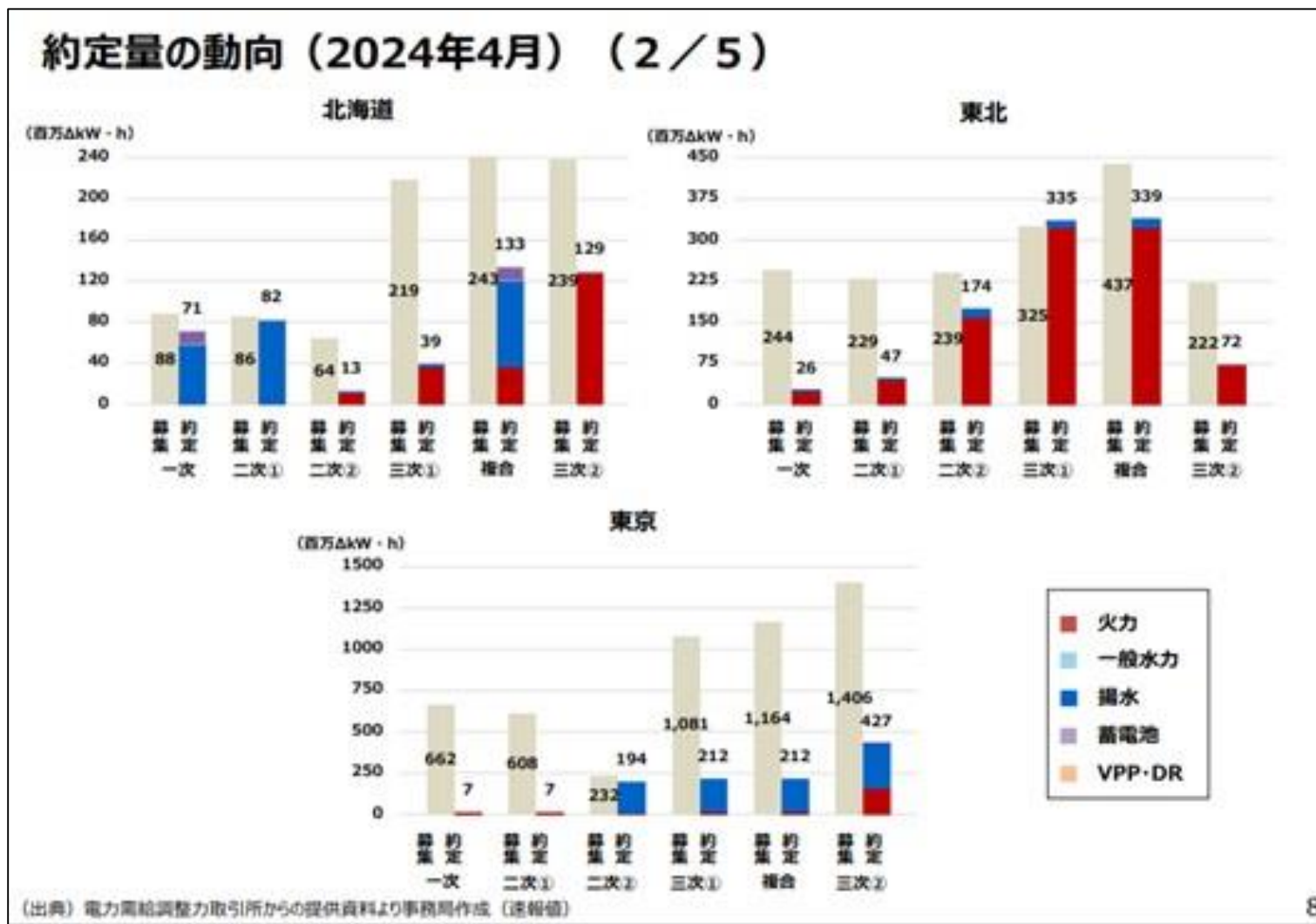
⇒2コマ合計 : 366円

- 今回、第47回本小委員会で示した応札障壁の1-4（1-2付随）について対応整理したことにより、一次・二次①の応札リスクは減ったものの、価格規律に差がなく、複合入札による応札インセンティブがないといった意見も残った。
- これら残った課題に関しても、誘導的措置や規制的措置含めて、今後検討を深めることが重要と考えられる。

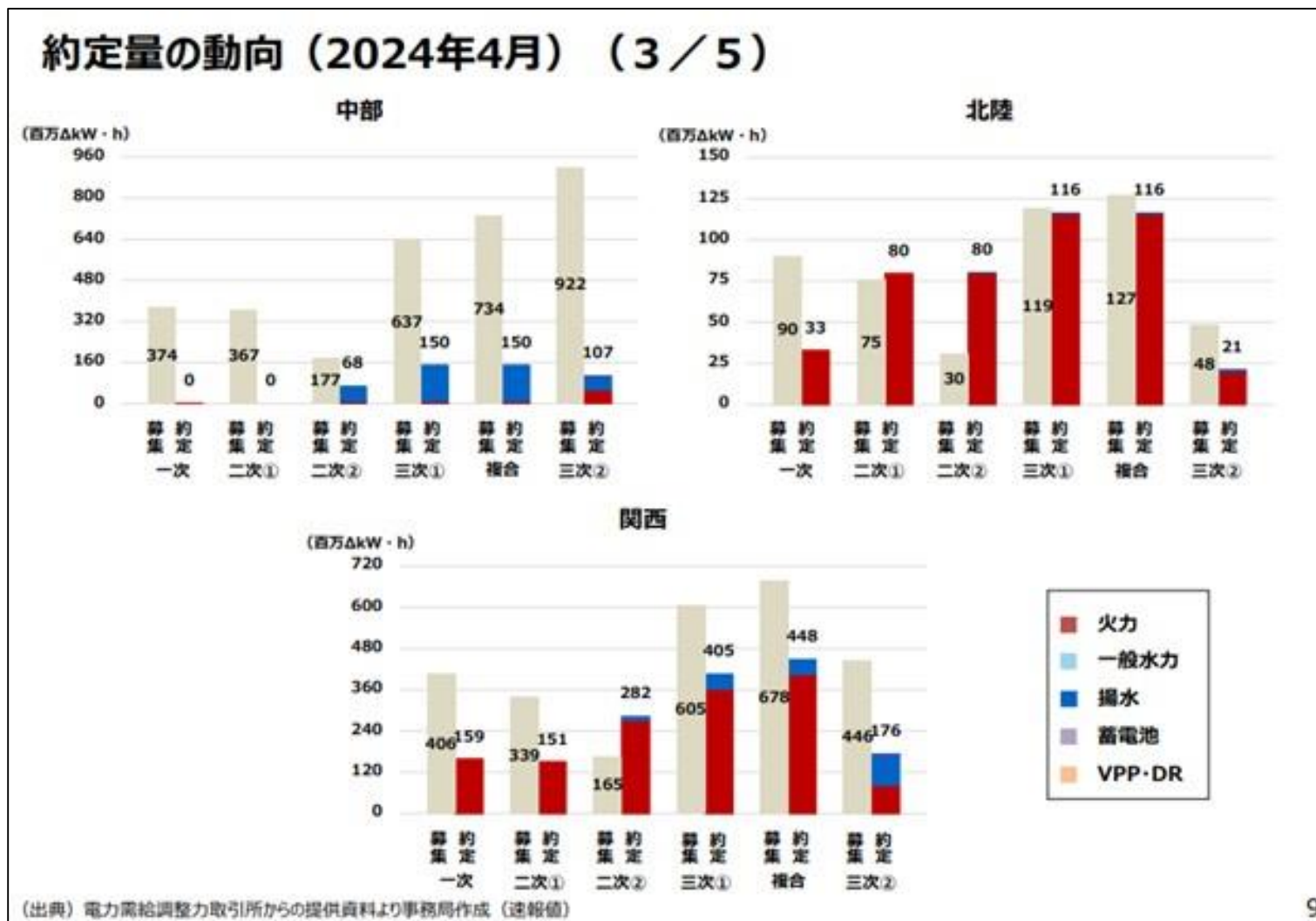
 : 今回取り組んだ項目 : ヒアリングを通じて出てきた項目

検討アプローチ（案）	No.	応札障壁（影響度が大きい順）
①技術的検討	1-1	リソースが揚水発電所等であり、調整力発動に係るリスクを回避するため
	1-2	天候等による河川制約があるため（水力）
	1-3	下げ代不足を回避するため
	1-4	リソースが揚水発電所等であり、一次、二次①に関し並列必須要件ネックがあるため
	1-5	卸市場と比較してインセンティブとペナルティのバランスが悪いため
	1-6	複数ユニットの持ち下げ供出はインセンティブがない（リスクがある）ため
②金銭等対応	2-1	リソースが揚水発電所等であり、調整力発動に係るリスクを回避するため
	2-2	起動費を取り漏れるリスクを回避するため
	2-3	調整力供出コスト回収漏れリスクを回避するため
	2-4	市況価格変動や需給変動リスクを回避するため
	2-5	卸市場と比較してインセンティブとペナルティのバランスが悪いため
	2-6	余力活用と比較して金銭的インセンティブが劣後しているため
	2-7	ΔkW上限価格を超えた入札となるため
	2-8	複数ユニットの持ち下げ供出はインセンティブがない（リスクがある）ため
	2-9	電源差し替えに伴う価格再算定業務が煩雑なため
	2-10	同一ユニットで単一入札する場合と複合入札する場合のインセンティブの差がない

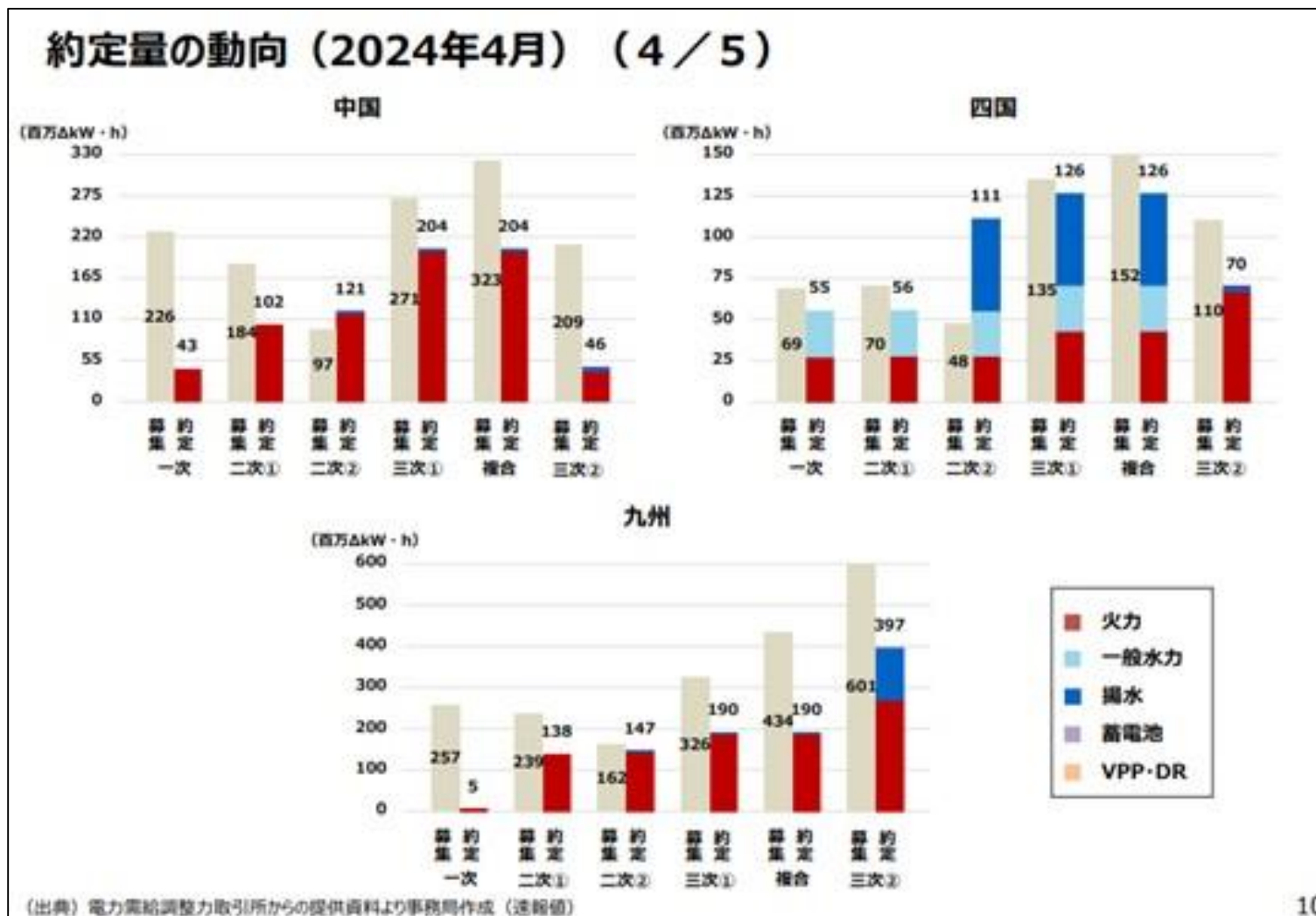
■ 揚水の約定結果については、エリアごとに差がある状態。



■ 揚水の約定結果については、エリアごとに差がある状態。



■ 揚水の約定結果については、エリアごとに差がある状態。



10

1. 揚水応札に関する課題と対応の方向性（振り返り）
2. 対応策の論点
 - － 1. 対応策①に関する論点
 - － 2. 対応策②に関する論点
 - － 3. 対応策全体に関する論点
3. 調整力提供者（揚水発電）へのヒアリング結果
4. まとめ

- 今回、調整力提供者に揚水発電の応札を促すにあたり、早期かつ期間限定でどのような対応が取れるか検討した。
- 具体的には以下の2つの対応策が考えられる（適用対象商品は一次、二次①の単独商品ならびに一次、二次①が含まれる複合商品への応札時に限定）。
 - 対応策①は、調整力提供者（揚水発電）が最低出力等の供給力を準備できなかった場合、TSOが代替ΔkWを確保することによって、調整力必要量を充足させる方法
 - 対応策②は、調整力提供者（揚水発電）が最低出力等の供給力を準備できたものの、運用できる状態（並列状態）にできなかった場合、TSOが並列し調整力必要量を充足させる方法
- これら提案した内容について、調整力提供者へヒアリングを行った結果、需給変動リスク等の低減により応札量増加は見込めるものの、一次・二次①を含めた複合商品での応札を行うインセンティブが少ないといったご意見もあった。（これらに関しては、誘導的措置や規制的措置含めて、今後検討を深めることも重要）
- 上記を踏まえ、本対応策の対象リソースや適用時期等については、国とも連携の上、引き続き検討を進めていく。